

ANALISA PENGARUH pH LINGKUNGAN TERHADAP LAJU KOROSI DAN WAKTU SISA PADA *HEAT AFFECTED ZONE* AKIBAT PENGELASAN SMAW SPEC. PIPA API 5L GRADE B

Reyza Fahla^{1*}, M. Miftachul Munir^{2*}, Ika Erawati^{3*}

Program Studi D-IV Teknik Perpipaan, Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{1*3}

Jurusan Teknik Bangunan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya, Indonesia^{2*}

Email: fahlafireyza@gmail.com^{1*};

Abstract - This path of flowline became the focus of the study because in this pathway there is corrosion in welded joints due to acidic pH environment. So that the calculation of corrosion rate, material remaining lifetime, and corrosion mapping is needed to minimize damage and leakage that may occur. In the potentiostat test, API 5L grade B pipe material was used with acetic acid (CH_3COOH) as solution corrosion media. From the results of the potentiostat test the highest corrosion rate was 17,658 mmpy for pH 4 located in the waterlogged area and the lowest corrosion rate was 1,758 mmpy for pH 6 located in the dry swamp area. The difference in the pipeline area can affect the corrosion rate and the material remaining life. Based on the corrosion map that has been made, it is known that as it can be seen from all segments ID that have red which means the corrosion rate is more than 1 mmpy ($\text{CR} > 1$ mmpy). This does not indicate that all segments ID have the same level of danger. In the test results it is known that pH 4 has the highest corrosion rate, which causes a low remaining lifetime. While pH 6 has a low corrosion rate that result in high value of remaining lifetime.

Keyword: API 5L grade B, corrosion, acetic acid, potentiostat test, corrosion mapping

Nomenclature

CR	= Corrosion rate (mmpy)
K1	= Konstanta Faraday (mm g/ $\mu\text{A cm y}$)
icor	= Potensi arus ($\mu\text{A/cm}^2$)
ρ	= Massa jenis (g/cm ³)
EW	= Equivalent weight
P	= Design pressure (psi)
S	= Specified minimum yield strength (psi)
t	= Nominal wall thickness (inch)
D	= Outside diameter of pipe (inch)
F	= Design factor
E	= Longitudinal joint factor
T	= Temperature derating factor
RL	= Remaining lifetime (year)
t_a	= Actual thickness (mm)
t_r	= Required thickness (mm)

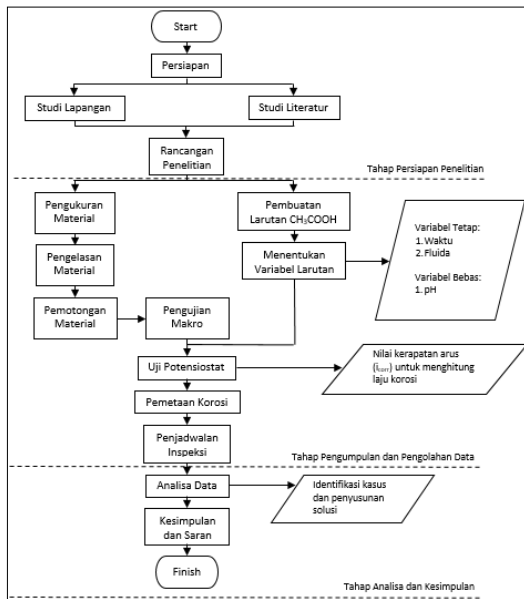
1. PENDAHULUAN

Di dunia *Piping Engineering* khususnya bidang perminyakan sering dijumpai sistem perpipaan yang saling terhubung satu sama lain. Sambungan antar pipa tersebut salah satunya menggunakan metode sambungan *Shielded Metal Arc Welding* (SMAW). Sambungan SMAW biasa digunakan pada material berbasah dasar *carbon steel*. Bahan dasar *carbon steel* dipilih karena umum digunakan dan tidak memerlukan biaya yang terlalu mahal. Tapi dilain sisi pada material pipa *carbon steel* memiliki kelemahan yang jika tidak dilakukan perawatan pada jalur pipa tersebut akan mengalami korosi.

Umumnya jalur distribusi fluida pada sistem perpipaan memakai jenis pipa API 5L grade B yang tergolong *carbon steel*. Daerah paling kritis pada

sistem pipa penyalur adalah daerah sambungan pipa. Karena dimana bagian yang terkena paparan panas dari las tersebut telah merubah struktur mikro dari material pipa dan menyebabkan korosi. Daerah hasil paparan tersebut dinamai HAZ (*Heat Affected Zone*). Ditambah lagi jika tidak dilakukan *pre cleaning* pada base metal, maka akan lebih mudahnya terkena korosi pada bagian HAZ. Tak hanya itu, potensi metode pengelasan yang salah dan pemilihan elektroda yang salah akan membuat cacat pada las dan akhirnya bisa menjadi korosi. Cacat pada las inilah yang nantinya akan membuat kasus korosi pada pipa carbon steel menjadi lebih sering jika tidak ditindak lanjuti.

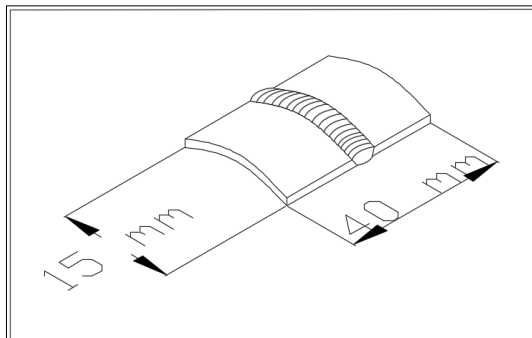
Oleh karena itu perlu dilakukan penelitian dengan mengetahui laju korosi dan waktu sisa dari materialnya. Penelitian berupa analisa pada HAZ sambungan sistem pipa penyalur. Metode uji yang digunakan untuk penelitian ini adalah uji potensiostat yang bertujuan untuk menemukan laju korosi pada material dengan cara mengetahui potensi korosi yang terjadi antara logam dengan media pengkorosinya. Variasi pH larutan sebagai media pengkorosi sesuai dengan kondisi lapangan, yaitu menggunakan larutan CH_3COOH pada kondisi asam. Data hasil dari pengujian tersebut akan diolah dengan membuat peta korosi pada jalur sistem perpipaan yang sesuai dengan kondisi lapangan. Diharap dengan dilakukan penelitian tersebut dapat mengurangi kebocoran pada sistem perpipaan yang tidak diketahui dan menjadi referensi dalam mengantisipasi kebocoran pada kasus yang sama mendatang.



Gambar 1. Diagram Alir

2.2 Persiapan Pengujian

Pada awalnya spesimen yang berbentuk pipa dengan NPS 3 inch dipotong dengan panjang 20 mm sebanyak 2 spesimen. Kemudian spesimen disambung dengan sambungan las SMAW dan setelah itu dipotong dengan ukuran 15 mm x 40 mm. Berikut Gambar 2 dibawah ini contoh bentuk spesimen yang nanti akan diuji.



Gambar 2 Contoh Spesimen Uji

Spesimen selanjutnya akan dilakukan cleaning untuk membersihkan permukaan dari kotoran yang menyebabkan korosi maupun bekas potongan akibat dari alat potong.

2.3 Pengujian Makro

Tahap pertama adalah pemotongan material yang sudah dilakukan pada tahap persiapan. Selanjutnya setelah melalui tahap pemotongan material uji akan menuju tahap *mounting* atau dimana spesimen diberi bingkai. Tujuan untuk pembungkaihan material menggunakan resin agar mempermudah pada tahap penghalusan material menggunakan *hand grinding* dan material dapat stabil. Berikut Gambar 3 adalah contoh spesimen yang telah diberi bingkai atau *mounting*.

2. METODOLOGI

2.1 Diagram Alir Penelitian

Di dalam suatu penelitian diperlukan suatu data pendukung untuk mempermudah dalam melakukan suatu penelitian. Pada penelitian ini akan dilakukan pengujian korosi menggunakan uji potensiostat untuk mendapatkan nilai i_{corr} yang nantinya akan digunakan sebagai acuan dalam perhitungan laju korosi. Berikut ini diagram alir dari penelitian tugas akhir ini dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 3 Mounting Specimen

Setelah itu jika selesai pembuatan bingkai maka akan dilakukan tahap penghalusan material dengan *hand grinding*. Tujuan dilakukan penghalusan adalah untuk menghilangkan kotoran maupun goresan hasil pemotongan serta meminimalisir indikasi palsu akibat kotoran. Penghalusan menggunakan kertas gosok dengan grid 100, 220, 300, 500, dan 600. Jika permukaan benda uji sudah benar – benar bersih dari kotoran maka akan menuju tahap etsa material. Tahap pemolesan etsa bertujuan untuk menampakkan struktur makro pada permukaan material yang telah dihaluskan. Larutan etsa terdiri dari campuran alkohol dan asam nitrat (HNO_3) yang nantinya akan dioleskan pada permukaan material uji. Jika hasil struktur makro kurang jelas atau tidak muncul maka tahap pengujian harus diulang pada tahap penghalusan. Hasil yang kurang jelas dikarenakan pada tahap penghalusan serta pemolesan etsa dilakukan dengan kurang benar. Tujuan dilakukan pengujian makro adalah untuk mengetahui HAZ (*Heat Affected Zone*) material yang nantinya akan menjadi fokus pengujian.

2.4 Pengujian Potensiostat

Pada tahap pengujian yang terakhir yaitu uji potensiostat yang bertujuan untuk memperoleh nilai i_{corr} . Untuk persiapan pengujian memerlukan bahan tambahan yaitu plastisin (malam). Penggunaan plastisin bertujuan untuk menutup daerah yang tidak perlu dilakukan pengujian. Sebelum spesimen uji ditutup dengan plastisin pastikan permukaan benda uji harus melakukan *cleaning* agar terbebas dari kotoran atau produk korosi. Persyaratan untuk dilakukan *cleaning* agar pada saat pengujian potensiostat nilai i_{corr} tidak mengalami kesalahan pembacaan. Sedangkan

plastisin yang menutupi spesimen uji bertujuan untuk lebih terfokus pada daerah HAZ yang nantinya akan diujikan. Berikut Gambar 4 pengujian potensiostat yang dilakukan.



Gambar 4 Uji Potensiostat

Elektroda acuan menggunakan Ag/AgCl (*Standard Calomel Electrode*), elektroda bantu menggunakan grafit dan elektroda kerja menggunakan pipa dengan spesifikasi API 5L grade B.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Pengujian Makro

Pada hasil pengujian makro yang dilakukan diperoleh hasil dibawah ini pada Gambar 5.



Gambar 5 Hasil Uji Makro

Hasil yang didapat dari pengujian makro pada Gambar 5 adalah sebagai acuan untuk menentukan daerah HAZ yang selanjutnya akan dilakukan pengujian potensiostat. Hasil pengujian dari material pipa API 5L grade B dengan metode pengelasan SMAW menghasilkan HAZ yang lebarnya ± 2.5 mm.

3.2 Laju Korosi

Perhitungan laju korosi dilakukan setelah pengujian korosi menggunakan uji potensiostat dan didapatkan nilai kerapatan arus (i_{corr}). Berdasarkan pengujian yang dilakukan menghasilkan 5 arus (i_{corr}) menurut variabel pH 4, 4.5, 5, 5.5, dan 6 yang ditentukan. Rumus berikut ini adalah penjelasan serta perhitungan laju korosi

berdasarkan standar ASTM G102 mengenai *Standard Practice for Calculation of Corrosion Rates and Related Information from Electrochemical Measurements*.

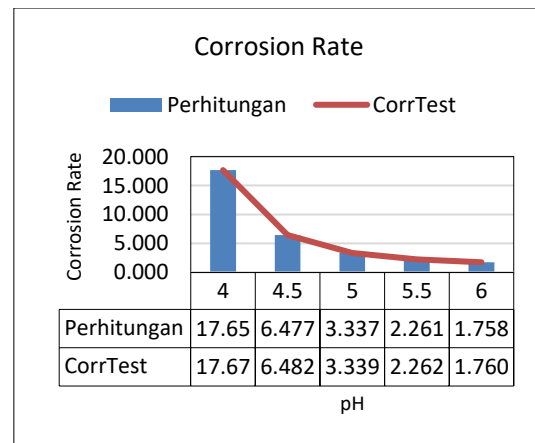
$$CR = K_1 \frac{i_{corr}}{\rho} EW \dots\dots\dots (1)$$

Berdasarkan hasil perhitungan nilai *corrosion rate* pada material pipa API 5L grade B dan grafik perbandingan antara perhitungan dengan hasil pengujian menggunakan software CorrTest dapat dilihat pada Tabel 1 dan Gambar 6 berikut ini.

Tabel 1: Tabel Perbandingan *Corrosion Rate*

pH	Perhitungan	CorrTest	Persentase Error (%)
4	17,658	17,672	0,079
4,5	6,477	6,482	0,080
5	3,337	3,339	0,060
5,5	2,261	2,262	0,044
6	1,758	1,760	0,114

Pada Tabel 1 di atas diketahui jika semakin tinggi pH atau pH dalam keadaan asam maka akan memiliki *corrosion rate* yang tinggi. Persentase error yang terjadi pada seluruh variasi pH rata – rata di bawah 1%. Faktor yang mempengaruhi persentase error adalah perbedaan rumus yang digunakan. Rumus perhitungan *corrosion rate* menggunakan standar ASTM G102, sedangkan rumus *corrosion rate* pada software CorrTest menggunakan rumus *corrosion rate* dalam buku panduan alat uji potensiostat.



Gambar 6 Grafik Perbandingan *Corrosion Rate*

Gambar 6 di atas adalah grafik hasil perbandingan laju korosi antara perhitungan menggunakan rumus ASTM G102 dan hasil pengujian potensiostat menggunakan *software* CorrTest. Secara keseluruhan untuk hasil *corroison rate* pada pengujian yang dilakukan dan hasil perhitungan tidak banyak mengalami perbedaan yang terlalu jauh. Pada hasil data grafik tersebut *corrosion rate* tertinggi terjadi pada pH yang paling asam yaitu pH 4. Sedangkan pada pH yang mendekati netral yaitu pH 6 memiliki *corrosion rate* yang relatif rendah. Variasi pH pada grafik di atas mengalami penurunan nilai *corrosion rate*

pada rentang variasi pH 4, 4,5, 5, 5,5, dan yang terakhir 6. Hasil yang didapat dari grafik di atas yaitu: semakin tinggi pH (larutan asam asetat) yang bereaksi dengan spesimen uji maka *corrosion rate* akan semakin besar dan sebaliknya jika pH larutan dalam kondisi basa, *corrosion rate* akan semakin kecil.

3.3 Laju Korosi

Perhitungan *minumum wall thickness* material pipa menentukan jangka waktu material yang terkorosi hingga mencapai ketebalan minimum dinding pipa pada kondisi kerja. Untuk mengetahui nilai *lifetime* material dibutuhkan perhitungan nilai *minimum wall thickness* dan nilai CR (*Corroion Rate*). Berikut ini merupakan penjelasan serta perhitungan tebal minimum material pipa gas API 5L grade B diameter 3 inch schedule 40 menggunakan rumus 2 berdasarkan standard ASME B31.8 mengenai *Gas Transmission and Distribution Piping System*.

$$P = \frac{2St}{D} FET \dots\dots\dots (2)$$

Menurut hasil yang didapat dari perhitungan *minimum wall thickness* pipa API 5L grade B diameter 3 inch schedule 40 untuk *required thickness* berdasarkan *design pressure* adalah **0,0617 inch**. Hasil dari *required thickness* pada perhitungan di atas adalah syarat ketebalan yang bertujuan untuk menentukan batas ketebalan minimum pipa yang dapat digunakan. Jika tebal aktual pipa di bawah tebal minimum maka pipa akan diganti atau *direject*.

3.4 Remaining Lifetime

Pada proses perhitungan yang terakhir yaitu perhitungan waktu sisa material atau *remaining lifetime*. Pada perhitungan ini bertujuan untuk mengetahui waktu sisa dari suatu material berdasarkan *required thickness material*, *actual thickness*, dan laju korosi material atau *corrosion rate*. Rumus 3 berikut ini adalah penjelasan serta perhitungan *remaining lifetime* material dengan berdasarkan standar API 570 *Piping Inspection Code*.

$$RL = \frac{t_a - t_r}{CR} \dots\dots\dots (3)$$

Beberapa perhitungan dilakukan di beberapa titik yang berpotensi mengalami tingkat kebocoran tercepat akibat *remaining lifetime* yang begitu singkat. Berdasarkan data inspeksi PT Pertamina EP 5 Field Sangasanga didapatkan ketebalan terendah berdasarkan segmen ID yang telah tercantum. Data tersebut diperlukan untuk perhitungan *remaining lifetime* karena ketebalan terendah ini yang menjadi acuan untuk ketebalan yang lain agar mempermudah dalam hal inspeksi. Dalam perhitungan ini juga mengacu pH pada data inspeksi, yaitu dengan pH 4 dan pH 6. Tabel 2 menunjukkan seluruh hasil perhitungan *remaining lifetime* dari segmen ID SSG2-001

sampai dengan segmen ID SSG2-021.

Tabel 2: *Remaining Lifetime Material*

Segmen ID	pH	t.actual (mm)	RL (tahun)
SSG2-001	6	6,23	2,651
SSG2-002	6	4,98	1,940
SSG2-003	6	5,28	2,110
SSG2-004	6	5,22	2,076
SSG2-005	6	5,28	2,110
SSG2-006	6	5,18	2,053
SSG2-007	6	5,19	2,059
SSG2-008	6	5,13	2,025
SSG2-009	6	5,12	2,109
SSG2-010	4	5,53	0,224
SSG2-011	4	5,20	0,206
SSG2-012	4	5,14	0,202
SSG2-013	4	5,29	0,211
SSG2-014	4	5,31	0,212
SSG2-015	4	5,24	0,208
SSG2-016	4	5,32	0,212
SSG2-017	4	5,16	0,203
SSG2-018	4	5,41	0,217
SSG2-019	6	5,35	2,150
SSG2-020	4	5,21	0,206
SSG2-021	4	5,29	0,202

Berdasarkan Tabel 2 tersebut diketahui hasil perhitungan *remaining lifetime* yang menggunakan standar rumus API 570 dengan pH 6 pada segmen ID SSG2-001 memiliki umur sisa yang terlama yaitu 2,651 tahun. Sedangkan untuk segmen ID SSG2-002 memiliki umur sisa terpendek yaitu 1,940 tahun. Pada pH 4 untuk segmen ID SSG2-010 memiliki umur sisa terlama yaitu 0,224 tahun, sedangkan untuk segmen ID SSG2-012 dan segmen ID SSG2-021 memiliki umur sisa yang sama rendahnya yaitu 0,202 tahun. Diketahui bahwa berdasarkan Tabel 2 di atas adalah hasil perhitungan *remaining lifetime* dengan menggunakan standar rumus perhitungan API 570 yaitu rata – rata umur sisa material dengan pH 6 memiliki waktu sekitar 2 tahun. Sedangkan rata – rata sisa umur material dengan pH 4 memiliki waktu sekitar 0,2 tahun (kurang dari 1 tahun). *Remaining lifetime* dipengaruhi oleh *corrosion rate* yang bersumber dari pH. Pada pH 4 memiliki *corrosion rate* yang tinggi karena karekteristik dari pH 4 senyawa asam yang dapat mempercepat korosi dan membuat umur sisa material lebih singkat. Sedangkan pada pH 6 memiliki *corrosion rate* yang rendah dibandingkan pH 4 karena pH 6 termasuk senyawa yang mendekati sifat netral. Senyawa dengan pH 6 memiliki *corrosion rate* yang rendah sehingga membuat percepatan korosi yang lambat dan umur sisa material menjadi lebih lama.

3.5 Pemetaan Korosi

Pembuatan peta korosi pada jalur PTL Site B

menuju SPU Anggana mengacu pada standard Sandvik Materials Technology berdasarkan nilai laju korosi material. Pada Tabel 3 di bawah ini menunjukkan klasifikasi tingkat kerawanan korosi terhadap material.

Tabel 3: Klasifikasi Laju Korosi

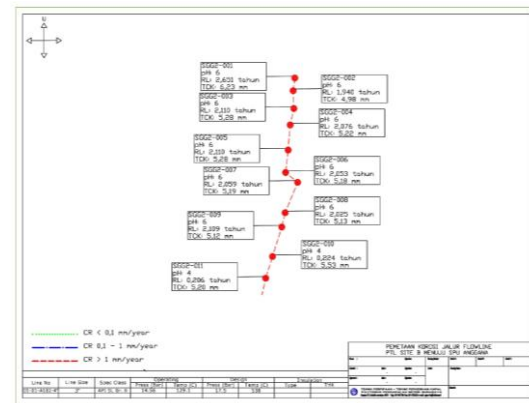
Klasifikasi Laju Korosi		
Kategori	Laju Korosi (mmpy)	Simbol Warna
Low	CR < 0,1	Hijau
Moderate	CR 0,1 – 1,0	Biru
High	CR > 1,0	Merah

Berdasarkan klasifikasi kriteria laju korosi di atas maka dapat digunakan sebagai acuan pembuatan peta korosi. Pada Tabel 4 berikut ini menunjukkan potensi korosi yang terdapat pada jalur flowline PTL Site B menuju SPU Anggana berdasarkan hasil inspeksi UT (*Ultrasonic Test*) PT Pertamina EP 5 Field Sangasanga. Pada tabel berikut ini juga terdapat keterangan pemberian simbol warna pada tiap – tiap sambungan. Setelah dilakukan penyusunan potensi korosi dari tiap sambungan berdasarkan segmen ID hasil inspeksi di lapangan, selanjutnya dilakukan pembuatan peta korosi. Peta korosi pada jalur flowline PTL Site B menuju SPU Anggana menggunakan remaining lifetime material dan corrosion rate material ditunjukkan pada Gambar 7.

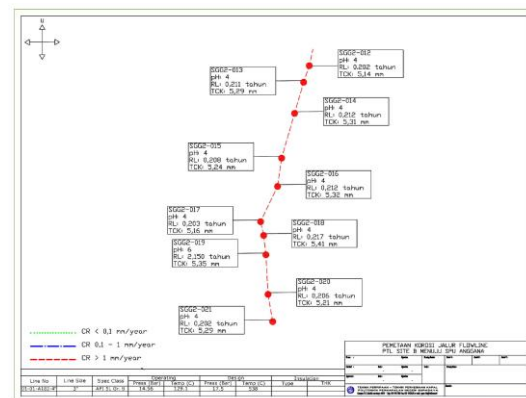
Tabel 4: Potensi Korosi Tiap Sambungan

No	Segmen ID	Corrosion Rate (mmpy)	Remaining Lifetime (tahun)	Simbol Warna
1	SSG2-001	1,758	2,651	Merah
2	SSG2-002	1,758	1,940	Merah
3	SSG2-003	1,758	2,110	Merah
4	SSG2-004	1,758	2,076	Merah
5	SSG2-005	1,758	2,110	Merah
6	SSG2-006	1,758	2,053	Merah
7	SSG2-007	1,758	2,059	Merah
8	SSG2-008	1,758	2,025	Merah
9	SSG2-009	1,758	2,109	Merah
10	SSG2-010	17,658	0,224	Merah
11	SSG2-011	17,658	0,206	Merah
12	SSG2-012	17,658	0,202	Merah
13	SSG2-013	17,658	0,211	Merah
14	SSG2-014	17,658	0,212	Merah
15	SSG2-015	17,658	0,208	Merah
16	SSG2-016	17,658	0,212	Merah
17	SSG2-017	17,658	0,203	Merah
18	SSG2-018	17,658	0,217	Merah
19	SSG2-019	1,758	2,150	Merah
20	SSG2-020	17,658	0,206	Merah
21	SSG2-021	17,658	0,202	Merah

Simbol warna merah menandakan bahwa seluruh *corrosion rate* pada setiap segmen ID di atas 1 mmpy (CR > 1 mmpy) dengan kategori *corrosion rate* yang tinggi. Pada hasil klasifikasi *corrosion rate* pada Tabel 4 tidak menandakan bahwa semua segmen ID memiliki tingkat bahaya yang sama. Pada pH 4 memiliki *corrosion rate* sebesar 1,758 mmpy, yang berarti pH 4 memiliki *corrosion rate* tertinggi sehingga menyebabkan *remaing lifetime* yang rendah. Sedangkan pada pH 6 memiliki CR sebesar 17,658 mmpy, yang berarti pH 6 memiliki *corrosion rate* rendah sehingga menyebabkan *remaining lifetime* yang tinggi.



Gambar 7a Pemetaan Korosi



Gambar 7b Pemetaan Korosi

3.6 Penjadwalan Inspeksi

Tabel 5: Rekomendasi Inspeksi

No	Segmen ID	Corrosion Rate (mmpy)	Remaining Lifetime (tahun)	Penjadwalan Inspeksi (tahun)
1	SSG2-001	1,758	2,651	1,326
2	SSG2-002	1,758	1,940	0,970
3	SSG2-003	1,758	2,110	1,055
4	SSG2-004	1,758	2,076	1,038
5	SSG2-005	1,758	2,110	1,055
6	SSG2-006	1,758	2,053	1,027
7	SSG2-007	1,758	2,059	1,029
8	SSG2-008	1,758	2,025	1,013
9	SSG2-009	1,758	2,109	1,054
10	SSG2-010	17,658	0,224	0,112
11	SSG2-011	17,658	0,206	0,103
12	SSG2-012	17,658	0,202	0,101
13	SSG2-013	17,658	0,211	0,105
14	SSG2-014	17,658	0,212	0,105
15	SSG2-015	17,658	0,208	0,104
16	SSG2-016	17,658	0,212	0,106
17	SSG2-017	17,658	0,203	0,102
18	SSG2-018	17,658	0,217	0,108
19	SSG2-019	1,758	2,150	1,075
20	SSG2-020	17,658	0,206	0,103
21	SSG2-021	17,658	0,202	0,101

Menentukan interval penjadwalan telah diatur di dalam standard API 570 bahwa penjadwalan inspeksi ditentukan berdasarkan **setengah dari umur sisa material** yang telah dihitung. Berdasarkan hasil penjadwalan inspeksi pada Tabel 4.5 di atas untuk penjadwalan inspeksi hasil perhitungan remaining lifetime yang paling pendek mencapai sekitar 0,101 tahun ($\pm 1,2$ bulan). Sedangkan pada pH 6 dilakukan penjadwalan inspeksi setiap 1 tahun sekali. Perbedaan penjadwalan inspeksi dikarenakan

pengaruh dari pH lingkungan di sekitar area flowline pipa. Pada pH 6 memiliki laju korosi sebesar 1,758 mmpy dan untuk pH 4 memiliki laju korosi sebesar 17,658 mmpy. Laju korosi pada pH 4 memiliki percepatan korosi yang tinggi dibanding dengan pH 6 sehingga laju korosi yang tinggi membuat umur sisa material menjadi singkat.

4. KESIMPULAN

Dari pembahasan yang telah dilakukan pada pengujian laju korosi dan waktu sisa pada pipa API 5L grade B pada kondisi area di rawa – rawa maka, dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Hasil pengujian korosi material pipa API 5L Grade B dengan media korosi asam asetat (CH_3COOH) diperoleh nilai potensi korosi pada pH 4 memiliki corrosion rate sebesar 17,658 mmpy sehingga memiliki remaining lifetime 0,202 tahun (2,5 bulan). Pada pH 6 memiliki corrosion rate sebesar 1,758 mmpy sehingga memiliki remaining lifetime 2 tahun. Karena karakteristik dari pH 4 adalah senyawa yang bersifat asam yang mempercepat corrosion rate dan mempengaruhi remaining lifetime menjadi singkat.
2. Berdasarkan peta korosi pada Gambar 4.11 yang telah dibuat diketahui bahwa terlihat dari seluruh segmen ID yang memiliki warna merah yang berarti corrosion rate lebih dari 1 mmpy ($\text{CR} > 1 \text{ mmpy}$). Hal tersebut tidak menandakan bahwa 21 segmen ID memiliki tingkat bahaya yang sama. Pada hasil pengujian diketahui pH 4 memiliki corrosion rate sebesar 17,658 mmpy Sedangkan pH 6 memiliki corrosion rate sebesar 1,758 mmpy. Faktor yang mempengaruhi adalah pH lingkungan yang berada di daerah rawa – rawa.
3. Hasil rekomendasi inspeksi jalur flowline PTL Site B menuju SPU Anggana sudah sesuai dengan hasil inspeksi yang berada di lapangan tetapi, pada daerah kritis yang memiliki umur sisa yang terpendek dengan pH 4 memerlukan inspeksi secara berkala dengan interval waktu selama 0,101 tahun ($\pm 1,2$ bulan) dan pada pH 6 memiliki umur sisa 1 tahun. Sedangkan penjadwalan inspeksi pada lapangan dilakukan 1 tahun sekali. Oleh karena itu penjadwalan inspeksi di lapangan sudah sesuai dengan hasil rekomendasi inspeksi sebab, umur sisa pada pH 6 mencapai 1 tahun.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyadari bahwa dalam menyelesaikan jurnal ini tidak terlepas dari bimbingan dan juga motivasi oleh berbagai pihak,

penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar – besarnya kepada :

1. Kedua orang tua yang telah memberikan dukungan materil, motivasi, nasehat dan juga do'a bagi kelancaran penulis.
2. Bapak M. Miftachul Munir ST., MT., selaku dosen pembimbing 1 yang telah membantu dengan memberikan bimbingan dan pengarahan dalam penyelesaian jurnal tugas akhir ini.
3. Ibu Ika Erawati S.S., M.Pd., selaku dosen pembimbing 2 yang telah membantu dengan memberikan bimbingan dan pengarahan dalam penyelesaian jurnal tugas akhir ini.

6. PUSTAKA

- [1] American Petroleum Institute. (2016). Piping Inspection Code : In-service Inspection , Rating , Repair , and Alteration of Piping Systems (4th Edition).
- [2] Atmaja, A. (2018). Analisis Flow Rate Gas Back Purging Ar pada Pengelasan Stainless Steel dengan Proses GTAW Terhadap Struktur Mikro dan Laju Korosi dengan Media Decalcium. Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Applicationrd, (Corrosion on Weld Zone), 1–8.
- [3] Damayanti, E. A. (2018). Analisis Laju Korosi dan Lifetime Pipa Underground Baja Karbon A53 dengan Wrapping Protection. Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Applicationrd, (Corrosion), 193–198.
- [4] Fajrin, A. (2017). Analisa Kegagalan Road Crossing Gas Flowline API 5L Grade B 6" Schedule 40 di Perusahaan Produksi Gas Alam, (Corrosion).
- [5] Fontana, M. G. (1987). Fontana Corrosion Engineering. (S. Rao, Ed.) (Third Edit). Singapore: McGraw-Hill Book Company.
- [6] G5-14, A. (2016). Standard Reference Test Method for Making Potentiodynamic Anodic Polarization Measurements. (ASTM, Ed.). America: ASTM. <https://doi.org/10.1520/G0005-14.2>
- [7] Pribadi, I. R. (2018). Pemetaan Korosi pada Unit pemurnian Defekasi di Industri Gula. Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Applicationrd, (Corrosion), 1–8.
- [8] Sandvik. (1999). Sandvik Steel Corrosion Handbook.
- [9] Winarto, G. I. (2018). Pengaruh Laju Korosi Erosi Terhadap Lifetime Material Carbon Steel A53 Grade B , Stainless Steel 304 , dan Stainless Steel 316 pada Aliran Weighed Juice Return Pipe di Industri Gula. Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Applicationrd, (Corrosion), 1–8